



Provincia del Neuquén
2021

Número:

Referencia: EX-2020-00178722-NEU-DESP#MERN-RATIFICA RESOLUCIONES 053/20 Y 142/21.

VISTO:

El Expediente N° 8800-002219/20, EX-2020-00178722-NEU-DESP#MERN del registro del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, la Ley Nacional 17319 y su modificatoria 27007, las Resoluciones N° 053/20 y N° 142/21, ambas del Ministerio de Energía y Recursos Naturales; y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 124° de la Constitución Nacional establece que *“corresponde a las Provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”*, norma que fuera receptada por numerosos artículos de la Carta Magna Provincial, y que posiciona a la Provincia del Neuquén como titular del dominio de los recursos que se encuentran en su territorio;

Que en dicho lineamiento, la Constitución de la Provincia del Neuquén en su artículo 95° dispone que el espacio aéreo, los yacimientos mineros y todo el contenido en el subsuelo del territorio de la Provincia pertenecen a su jurisdicción y dominio;

Que la Ley Nacional 24145 en su artículo 1° dispuso: *“Transfiérase el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, (...). Dicha transferencia tendrá lugar cuando se haya cumplido lo establecido en el artículo 22° de la presente, ...”*, condición que se cumplió con el dictado de la Ley Nacional 26197;

Que de esta manera se sustituyó el artículo 1° de la Ley 17319, modificado por el artículo 1° de la Ley 24145, y se dispuso que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional o de los Estados Provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren;

Que de acuerdo a las citadas normas Nacionales y otras normas Provinciales, la Provincia del Neuquén quedó definida como la Autoridad Concedente en lo que se refiere a Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación a las empresas públicas o privadas que lo soliciten;

Que por su parte el artículo 2° de la Ley 26197 establece que: *“...El ejercicio de las facultades como Autoridad Concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley 17319 y su reglamentación...”*;

Que con la modificación del artículo 124° de la Constitución Nacional y la modificación del artículo 1° de

la Ley 17319 por la ley 26197, las Provincias asumieron el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos de sus respectivos territorios y se constituyeron en consecuencia, en la Autoridad de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos;

Que en lo que se refiere a los inicios de estas actividades de exploración y explotación de hidrocarburos bajo métodos no convencionales dentro de la Provincia, cabe destacar que desde el año 2012 se da inicio al proceso de evaluación del riesgo de los reservorios no convencionales, considerándose un riesgo geológico asociado a las condiciones de la roca;

Que como consecuencia del inicio de las actividades de exploración y explotación por tecnologías no convencionales, fue dictada la Ley 27007 a los fines de modificar la Ley 17319 incorporando en su articulado previsiones específicas respecto de los derechos y obligaciones de los Permisionarios y Concesionarios;

Que el interés mundial provocado por la información referida a los reservorios no convencionales (informe de la Agencia Internacional de la Energía), hizo que hayan ingresado nuevos actores a la explotación de recursos en la Provincia como por ejemplo Exxon, XTO, Shell, Chevron, Total, Wintershall DEA, Conoco Phillips, Petronas, Equinor (anteriormente Statoil), Geopark, DOW, Vista Oil & Gas, Phoenix, que se complementan a las nacionales de YPF, Tecpetrol, Pan American, Capex y Pluspetrol, resultando importante destacar que todas estas empresas tienen uno o más proyectos referidos a obtener hidrocarburos en reservorios no convencionales;

Que en los inicios de la actividad de explotación no convencional las perforaciones eran predominantemente verticales o dirigidas. La curva de aprendizaje llevó a un cambio en la técnica de explotación a través de la perforación de pozos con ramas horizontales cada vez más extensas y mayor densidad de fracturas. Mientras en 2016, en el principal proyecto no convencional de petróleo, la longitud promedio de las ramas laterales perforadas ascendía a 1.400 metros, con 17 fracturas por pozo, en 2019 estas ramas promedian los 2.400 metros habiendo superado algunas los 3.000 metros, con más de 30 fracturas. En 2019 se realizaron en promedio 570 fracturas mensuales, muy por encima las 270 fracturas promedio que se realizaban en 2016. Por su parte en el año 2021, periodo comprendido entre enero y octubre se han realizado en promedio 830 fracturas mensuales, superando el umbral de las 1000 fracturas por mes en mayo, agosto y octubre y durante el mismo periodo de 2021 se han perforado ramas horizontales del orden de los 4000 metros de longitud, con más de 45 etapas de fractura realizadas;

Que en lo que concierne a la legislación específica, la ley de hidrocarburos 17319 en su artículo 27° establece que: *“(...) Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la Autoridad de Aplicación una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos previstos en el artículo 22° o en el artículo 27° bis, según corresponda”*;

Que por su parte el artículo 27° bis de la ley precedentemente señalada dispone que el concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos;

Que tal solicitud, deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto;

Que es la Autoridad de Aplicación, de manera fundada, la que decidirá otorgar o no la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, sobre la base de un proyecto de desarrollo que contenga al inicio un plan piloto;

Que dicho proyecto de desarrollo obliga al Concesionario, a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 31° de la Ley 17319, a realizar dentro de los límites de su concesión y dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en

correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas;

Que la Autoridad de Aplicación al momento de decidir el otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos debe evaluar las posibilidades técnico económicas del futuro Concesionario, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el mencionado artículo 31° de la Ley;

Que a partir del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos dentro de los límites de una Concesión Convencional otorgada por Autoridad de Aplicación y vigente, el área remanente no afectada a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, debiendo la Autoridad de Aplicación readecuar el título respectivo resultante de la subdivisión;

Que igual tratamiento corresponde darle a un Permiso Exploratorio, cuando de él se otorga una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por una superficie menor a la del Permiso;

Que si bien la Ley de Hidrocarburos otorga a los titulares de un Permiso de Exploración y a los Concesionarios de una explotación de hidrocarburos convencional, el derecho a solicitar una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, ello no implica per se que la misma deba ser otorgada sobre toda la extensión territorial del área permitida o concesionada previamente;

Que lo señalado anteriormente obliga a la Autoridad de Aplicación a definir los criterios referidos al alcance de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a otorgar, haciendo aplicación de lo normado por la Ley 17319 y sus modificatorias y ampliatorias;

Que en este sentido, la Provincia del Neuquén contribuyó a generar las condiciones de base necesarias para el desarrollo de la tecnología y el conocimiento en las técnicas de explotación no convencionales, las que se traducen en una constante mejora de la eficiencia y productividad;

Que el régimen de Concesiones No Convencionales se encuentra normado en la Ley 17319 y la misma no estableció reglas de otorgamiento basadas en las características especiales que poseen los reservorios no convencionales;

Que en lo que se refiere a las características especiales de un reservorio No Convencional, el Hidrocarburo no fluye por el medio poroso hacia el pozo cuando un diferencial de presión es aplicado por medio de la perforación (como en un reservorio convencional). Dada su baja permeabilidad, se debe estimular la roca que lo contiene (fractura hidráulica), generando así un medio permeable para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo y así poder ser explotado. Esta característica, hace que en un reservorio inicialmente existan recursos estimados (volumen de hidrocarburo presente en el reservorio), y que para que los mismos puedan categorizarse como reservas, debe demostrarse que su extracción se llevará a cabo de forma económica. Este criterio se torna de extrema importancia en reservorios no convencionales, donde además de la certeza razonable de que el hidrocarburo se encuentra en la formación con presión suficiente, la eficiencia operativa y las tecnologías aplicadas en todo el proceso productivo definirán la viabilidad del mismo;

Que la evolución en cuanto al desarrollo de la formación Vaca Muerta en los últimos 8 años no solo ha demostrado su productividad, sino también se ha podido definir de manera más ajustada qué tipo de fluidos se esperan producir de acuerdo a la ubicación geográfica, cuáles son los niveles objetivos a navegar y en base a esto, cuál es el diseño de pozo que mejor se ajusta. Con lo cual, si bien existen incertidumbres hasta tanto se realice una perforación, las condiciones dadas por el Poder Concedente provincial para obtener la información y proceder con la actividad vinculada a las Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos otorgadas hasta el momento, han permitido disminuir notablemente el riesgo respecto de la productividad del reservorio;

Que de lo expuesto se desprende que el contexto actual resulta el adecuado para regular cuestiones

administrativas vinculadas a la Autoridad de Aplicación en el ejercicio de su potestad Concedente y a la producción de hidrocarburos dentro de la Provincia;

Que el artículo 33° de la Ley 17319 establece claramente el criterio que debe tenerse en cuenta para el otorgamiento de una Concesión;

Que dicho artículo 33° dispone que cada uno de los Lotes abarcados por una concesión debe coincidir lo más aproximadamente posible con todo o parte de trampas productivas de hidrocarburos comercialmente explotables;

Que si bien el artículo precedentemente señalado está dirigido a las Concesiones de Explotación de Hidrocarburos Convencionales, y que la Ley 27007 no ha establecido diferencia alguna con las Concesiones No Convencionales dado que en las mismas no existe el concepto de trampa, si puede inferirse que lo que más se asemejaría a un lote de explotación, en el marco de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, es el área que será definida por la actividad en el Plan Piloto;

Que la superficie definida para el Plan Piloto es la única que al momento del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos tendrá una eventual producción comercialmente explotable, en concordancia con el artículo 33° de la Ley 17319;

Que el artículo 22° de la Ley 17319 impone la necesidad de existencia de producción comercialmente explotable para que la Autoridad de Aplicación otorgue una Concesión, lo cual se tornaría de imposible aplicación en los casos de solicitudes de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, donde no hay dicha producción comercial aún;

Que el Plan Piloto aprobado por la Autoridad de Aplicación implica asumir un compromiso firme de actividad e inversión, que permitirá disminuir el riesgo relacionado a productividad de una superficie denominada Área del Piloto, en donde los parámetros obtenidos resultan replicables dentro de un rango de certidumbre razonable para la explotación comercial de los hidrocarburos presentes en la misma;

Que el Área del Piloto se determina en función de la actividad aprobada para el Plan Piloto y usando criterios de correlación geológica, volumétricos, de proximidad, eficiencia operativa y de riesgos asociados (procedimiento asociado a la certificación de reservas), y cuya extensión suele ser menor a la de la concesión previa o permiso exploratorio;

Que consecuentemente y en aplicación del artículo 33° de la Ley 17319 no existe la obligación para otorgar una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por fuera del Área del Plan Piloto; Que en consecuencia, es procedente otorgar la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, limitada a la superficie que afecta el área del Plan Piloto;

Que en ambos casos en los que se accede a una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, ya sea proveniente de una Concesión Convencional o proveniente de un Permiso de Exploración, sobre la superficie que afecta el Área del Plan Piloto, puede ser del interés del Concesionario contar con la mayor superficie posible para poder maximizar la rentabilidad de sus inversiones y replicar a futuro la experiencia del piloto en una superficie mayor al área del mismo;

Que en función de lo expuesto, con fecha 01 de julio de 2020, se dictó la Resolución N° 53/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, a través de la cual se estableció que el otorgamiento de toda Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos estará basada en un proyecto de desarrollo que contenga al inicio un Plan Piloto y deberá comprender la extensión territorial afectada al mismo, aprobado por la Autoridad de Aplicación;

Que asimismo, la misma norma dispuso que la o las empresas que soliciten incluir dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos una superficie mayor a la afectada al Plan Piloto aprobado, deberán acordar con la Autoridad de Aplicación las condiciones o términos para acceder a lo

solicitado, las que deberán incluir el pago de un Bono de Extensión de Área cuyo valor estará asociado a los recursos que se espera recuperar en el área extendida, el que será calculado de acuerdo a los parámetros establecidos en la misma norma;

Que por otra parte, se dispuso que para las Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos que se otorguen de conformidad con lo establecido en dicha norma, dos (2) meses antes de la finalización del Plan Piloto aprobado, las concesionarias deberán someter a aprobación de la Autoridad de Aplicación, la actualización del proyecto de desarrollo, con las inversiones y trabajos comprometidos para el plazo de hasta tres (3) años calendario posteriores a dicho vencimiento, con arreglo a lo indicado en la parte pertinente del Anexo III de la misma, debiendo hacerlo anualmente dentro de la primera quincena del mes de diciembre de cada año durante la vigencia de la Concesión No Convencional de Hidrocarburos;

Que en ese marco, el otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, de conformidad con los criterios o pautas establecidos en la citada Resolución N° 053/21, no obsta a la obligación que tienen todas las concesionarias de cumplir con sus obligaciones respecto a las inversiones necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie del área, asegurando la máxima producción de hidrocarburos, por cuanto la CENCH se otorga por la presentación de un proyecto de desarrollo que, incluyendo un plan piloto además contemple las inversiones necesarias que permitan desarrollar toda la superficie del área y obtener la rentabilidad adecuada que demuestre su viabilidad, todo ello en virtud de los criterios rectores establecidos en el marco de los artículos 31° y 32° de la Ley Nacional 17319, que prevén trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas, como asimismo establecen que posteriormente en forma periódica, el concesionario someterá a la aprobación de la Autoridad de Aplicación los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación;

Que la actividad hidrocarburífera se desarrolla en un entorno en permanente evolución, generando la necesidad de una revisión periódica del marco normativo, que permita adecuarse al contexto vigente en cada momento, facultando al estado a cumplir sus funciones en una manera correcta;

Que a través de la Resolución N° 059/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada por Decreto Provincial N° 867/20, se aprobó el Acta Acuerdo de Inversión Hidrocarburífera y sus Anexos I y II, suscripto entre la Provincia del Neuquén y las empresas Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima y ExxonMobil Exploration Argentina Sociedad de Responsabilidad Limitada para el área Los Toldos II Oeste;

Que mediante la normativa aludida en el párrafo precedente se otorgó una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Los Toldos II Oeste, en el marco de los artículos 27°, 27° bis y 35° de la Ley Nacional 17319 y su modificatoria 27007;

Que en dicho marco, se delimito la superficie que abarcaría el Plan Piloto a desarrollarse, de la cual quedó una superficie remanente no delimitada por el mismo, por lo que, teniendo en cuenta además el valor estimado de los recursos no convencionales a explotar existentes en dicha área, se consideraron los parámetros establecidos en la Resolución N° 53/20 -Anexo II- referida con anterioridad, dando como resultado un Bono de Extensión de Área que fuera abonado por la empresa ExxonMobil Exploration Argentina Sociedad de Responsabilidad Limitada;

Que mediante Resolución N° 94/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada por el Decreto Provincial N° 1446/20, se tuvieron por cumplidos los requerimientos previstos en dicha Resolución N° 053/20 y se otorgó una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre la totalidad de la superficie del área Aguada Cánepa, de conformidad con los artículos 27°, 27° Bis y 35° de la Ley Nacional 17319, modificada por la Ley Nacional 27007;

Que posteriormente, por la Resolución N° 023/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada mediante el Decreto Provincial N° 331/21, se tuvieron por cumplidos los requerimientos previstos en la misma normativa aludida y se otorgó a la empresa Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima una

Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Mata Mora Norte de conformidad con los artículos 27°, 27° Bis y 35° de la Ley Nacional 17319, modificada por la Ley Nacional 27007;

Que por Resolución N° 133/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada por Decreto Provincial N° 2004/21, se otorgó a las empresas YPF Sociedad Anónima, Bajo del Toro I Sociedad de Responsabilidad Limitada y Equinor Argentina B.V. (Sucursal Argentina) una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Bajo del Toro Norte, derivada del área Bajo del Toro, de conformidad con los artículos 27°, 27° Bis y 35° de la Ley Nacional 17319, modificada por la Ley Nacional 27007 y se tuvieron por cumplidos los requerimientos previstos en la Resolución N° 053/20 mencionada;

Que no obstante haberse tenido en cuenta la Resolución N° 053/20 para el otorgamiento de las Concesiones No Convencionales de Hidrocarburos aludidas, el proceso de implementación y estudio permanente de las adecuaciones de la norma a las condiciones geológicas y operativas actuales, que responden a la curva de aprendizaje propia de ésta actividad en pleno desarrollo tecnológico, han motivado la necesidad de una revisión de dicha norma, de manera de lograr mayor eficiencia, en cuanto a la actividad comprometida del Plan Piloto y su distribución, para la solicitud y otorgamiento de Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en la búsqueda de un mayor grado de certeza de los productores al asumir compromisos firmes de inversión, teniendo siempre en cuenta los mejores intereses de la Provincia;

Que en relación a la mencionada revisión y de acuerdo a los criterios propuestos en “*Guidelines for the Application of the Resources Management System*” (2011), ameritó profundizar en la cuestión, a efectos de una correcta fundamentación de las sustituciones e incorporaciones que se realizan;

Que en tal sentido, si bien los reservorios no convencionales pueden tener continuidad lateral, las características petrofísicas, geoquímicas y estructurales, como así también el tipo de fluido a producir, pueden presentar variaciones dentro de los límites de las áreas de permiso o concesión, con lo cual resulta necesario identificar las mencionadas variaciones para definir Zonas Geológicamente Análogas, lo cual permitirá lograr un Plan Piloto adecuado a las características geológicas dentro de los límites de las áreas de permiso o concesión;

Que con el objetivo de mejorar los criterios de evaluación de la superficie incluida dentro del Área del Piloto, se considera el volumen deriskeado por los pozos con producción previos a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos y su respectiva proyección de las diferentes categorías de recursos esperados en superficie de acuerdo a los criterios de cantidad de pozos por nivel de navegación;

Que en virtud de que en Zonas Geológicamente Análogas con reservorios shale con dos o más niveles de navegación, en las que debido a condiciones técnicas y operativas actuales no es viable perforar más de dos pozos por nivel de navegación en la misma dirección en un PAD inicial, resulta necesario incorporar un criterio de Radio de Búsqueda;

Que el Radio de Búsqueda es una longitud que se aplica tanto sobre pozos a perforar, como a los perforados con producción previos al Plan Piloto o a la combinación de ambos, y su extensión depende de la configuración del PAD considerado para la Etapa de Desarrollo Continuo, el cual permite considerar la superficie deriskeada por pozos cercanos, siempre de acuerdo al criterio de cantidad de pozos por PAD;

Que en el caso de reservorios shale, se incorpora la Matriz de Evaluación de Actividad Previa como herramienta para evaluar e identificar la actividad ejecutada en etapas previas a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, vinculada al conocimiento y caracterización de los diferentes niveles de navegación identificados en cada Zona Geológicamente Análoga;

Que, considerando que la actividad previa a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos vinculada a la caracterización y evaluación del reservorio de interés, disminuye la incertidumbre sobre los resultados a obtener durante el Plan Piloto, la aplicación de la Matriz de Evaluación de Actividad Previa, al incluir aspectos vinculados a las características geológicas y productivas, define una

mejor distribución de las diferentes categorías de recursos esperados generados por la actividad ejecutada y por la comprometida para el Plan Piloto en cada Zona Geológicamente Análoga;

Que debido a que pueden existir Zonas Geológicamente Análogas con menos de 30 km² de superficie, y que en función de la actividad previa a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos y a la comprometida para el Plan Piloto, el 40% o más del Área de Piloto se puede extender por fuera de los límites de la zona en cuestión, las diferentes categorías de recursos esperados que queden por fuera de la misma podrán incluirse dentro de la Zona Geológicamente Análoga;

Que aunque la definición de PAD indicada en el Anexo II de la Resolución N° 53/20 es correcta, resulta conveniente aclarar que la configuración del mismo en cuanto a cantidad de pozos, longitud de rama horizontal y distanciamiento, dependerá del esquema propuesto en el Programa de Desarrollo Continuo, considerando los criterios utilizados por la industria en la actualidad;

Que a la fecha se han aprobado 42 Proyectos de Explotación No Convencionales, sobre una superficie de 9.251 km², abarcando aproximadamente 31% de la superficie de la formación Vaca Muerta;

Que actualmente se encuentran en desarrollo continuo diez proyectos, con una superficie total de 2.190 km², abarcando sólo el 24% de la superficie de las CENCH y el 8% del total de Vaca Muerta;

Que en función todo lo expuesto, se dictó con fecha 24 de noviembre de 2021 la Resolución N° 142/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, a través de la cual se sustituyeron los artículos 1°, 5° y 6° de la Resolución N° 53/20, así como también los Anexos I, II y III de la misma, en lo que respeta a la Extensión superficial del área de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en base al Plan Piloto aprobado, el valor monetario del área extendida y parámetros para el cálculo del Bono de Extensión de Área y sobre la Información mínima a incorporar en la solicitud de Concesión de explotación No Convencional de Hidrocarburos, respectivamente, incorporándose además el Anexo IV;

Que en el citado Anexo III se detalla la información mínima a incorporar para la solicitud de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos;

Que asimismo, se actualizaron procedimientos relacionados con la actualización del Programa de Desarrollo Continuo, el que deberá contener las inversiones y trabajos que se prevén realizar durante el período de la concesión, de acuerdo con lo estipulado los artículos 31° y 32° de la Ley Nacional 17319 y además que las inversiones y trabajos correspondientes al año siguiente al de cada presentación serán considerados como un compromiso firme de cumplimiento, pudiendo las concesionarias extender dicho compromiso respecto de aquellas correspondientes a los tres (3) años siguientes al de la presentación;

Que lo precedentemente indicado resalta que la actividad hidrocarburífera se desarrolla en un entorno en permanente evolución, generando la necesidad de una revisión periódica del marco normativo, que permita adecuarse al contexto vigente en cada momento, permitiendo a la Autoridad de Aplicación cumplir sus funciones;

Que resulta prioritaria la necesidad de la promoción, desarrollo y ejecución en el territorio provincial de planes destinados a incrementar racionalmente la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos;

Que todas las cuestiones técnicas y económicas que fundamentaron la revisión fueron analizadas por la Dirección Provincial de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos y la Dirección Provincial de Economía de la Energía, conforme surge de las presentes actuaciones;

Que sobre la modificación o sustitución de un acto administrativo como es el caso de la Resolución N° 53/20, caracterizada Doctrina tiene dicho: *“Así como la administración puede -bajo ciertos límites- extinguir un acto por razones de conveniencia, oportunidad o mérito, así también puede, con iguales limitaciones, modificarlo por tales motivos: la modificación, según los casos, puede importar una extinción parcial o la creación de un acto nuevo en la parte modificada o ambas cosas”*; (Tratado de Derecho Administrativo.

Agustín Gordillo, Tomo III. Cap. XII. Pág. 8);

Que si bien la metodología definida por la Resolución N° 053/20, resulta perfectamente válida y se ajusta a la legislación vigente, las adecuaciones introducidas mediante la Resolución N° 142/21, buscaron otorgar un mayor grado de certeza a la hora de asumir compromisos firmes de inversión por parte de las empresas concesionarias;

Que en consecuencia, la Administración ejerce su potestad discrecional a la hora de adecuar la citada Resolución 053/20 en pos de fomentar la actividad hidrocarburífera, en beneficio tanto de la Provincia del Neuquén como de las empresas del sector, respetando los derechos de cada una de las partes;

Que el art. 23° inc. d) del Decreto N° 002/19, sustituido por DECTO-2021-2128-E-NEU-GPN, modificatorio de la Estructura Ministerial aprobada por Ley 3190 establece: *"Determinase que las competencias del Ministerio de Energía y Recursos Naturales son, entre otras, las siguientes: (...) Ejercer, en coordinación con otros organismos con competencia en la materia, la autoridad de contralor en las explotaciones hidrocarburíferas"*;

Que el art. 120° de la Ley de Hidrocarburos 2453 indica: *"La aplicación de la presente ley compete a la Subsecretaría de Energía de la Provincia, y el o los organismos que la sucedieran en el ejercicio de sus funciones, con las excepciones que determina el art. 121°"*;

Que el art. 121° de la misma norma indica: *"Compete al Poder Ejecutivo Provincial en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias (...) inc. b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones."*;

Que por imperio de la ley precedentemente citada, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales, en carácter de Autoridad de Aplicación de la ley, controla toda la actividad hidrocarburífera;

Que en base a todas las facultades de control y dirección que ostenta el Ministerio de Energía y Recursos Naturales sobre la actividad hidrocarburífera, dictó ad referendum del Poder Ejecutivo Provincial las Resoluciones N° 53/20 y N° 142/21;

Que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales evaluó el caso concreto, emitió las Resoluciones correspondientes y las pone en consideración del Poder Ejecutivo Provincial a efectos de su aprobación definitiva;

Que sobre la facultad de contralor con la que cuentan tanto el Poder Ejecutivo Provincial como el Ministerio de Energía y Recursos Naturales, caracterizada doctrina tiene dicho: "Se reserva al Poder Administrador la decisión respecto de la adjudicación de los derechos a los particulares y reglamentar el marco de obligaciones que éstos deben cumplir". (Dr. Eduardo Pigretti. Ley de Hidrocarburos comentada, Editorial La Ley, pág. 409);

Que de esta manera, todos y cada uno de los organismos con competencia intervienen otorgando transparencia a los actos que se pretenden aprobar;

Que con la emisión de la norma que se propicia no se ve vulnerado el principio de legalidad, ya que la cesión se encuentra expresamente prevista en la normativa aplicable al efecto;

Que se han tramitado las actuaciones por ante la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos;

Que asimismo ha tomado intervención de competencia la Dirección Provincial de Coordinación Legal del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, de conformidad a lo previsto en el art. 50° de la Ley Provincial 1284, no teniendo objeciones legales que formular a la sanción del presente;

Que se han expedido la Asesoría General de Gobierno y la Fiscalía de Estado de la Provincia, en el marco

de lo establecido en el artículo 89° de la Ley 1284 de Procedimiento Administrativo;

Que por todo lo expuesto, resulta procedente ratificar las Resoluciones N° 053/20 y N° 142/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales;

Por ello;

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN

D E C R E T A:

Artículo 1°: **APRUÉBASE** lo actuado en el expediente EX-2020-00178722-NEU-DESP#MERN y **RATIFÍCASE** la Resolución N° 053/20 y su modificatoria N° 142/21, ambas del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, las que forman parte del presente Decreto y se encuentran agregadas a las actuaciones como **IF-2021-01732183-NEU-DESP#MERN** e **IF-2021-01732200-NEU-DESP#MERN**, respectivamente.

Artículo 2°: El presente Decreto será refrendado por el señor Ministro de Energía y Recursos Naturales.

Artículo 3°: Comuníquese, publíquese, dése intervención al Boletín Oficial y cumplido, archívese.